



Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW,  
Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

## Szanse i zagrożenia dla rozwoju kogeneracji

Obecnie trwa bardzo intensywna dyskusja nad kształtem energetyki zarówno na poziomie polskim, jak i europejskim. Nowe regulacje prawne, dotyczące w głównej mierze zagadnień ochrony środowiska, stawiają przed energetyką coraz to trudniejsze wyzwania, co wymusza wprowadzanie zmian i modernizacji. To z kolei rodzi pytania: jaki kształt energetyka powinna przybrać i czy jest tam miejsce dla kogeneracji? W artykule tym przedstawiono wybrane szanse i zagrożenia dla kogeneracji. Jest to szczególnie ważne, ponieważ przy braku polityki energetycznej państwa (od 2013 r. obecnie mamy tylko projekt) trudno jest ocenić, czy kogeneracja będzie wspieranym rozwiązaniem w systemie energetycznym Polski, czy nie.

### ■ Potencjał rozwoju kogeneracji

Podstawą do rozważań rozwoju kogeneracji musi być określenie potencjału. Samo określenie potencjału jest nieprecyzyjne. Można na przykład wyróżnić potencjał całkowity, techniczny i ekonomiczny. Określenie potencjału całkowitego jest najprostsze pod kątem definicyjnym i najczęściej dość jednoznaczne. Potencjał techniczny obejmuje rozwiązania technicznie uzasadnione, a ekonomiczny dodatkowo musi spełniać warunek rentowności. Oczywiście potencjał całkowity jest największy, później jest techniczny, a najczęściej okazuje się, że tylko niewielka część rozwiązań technicznie uzasadnionych jest rentowna ekonomicznie.

Określenie wartości całkowitego potencjału rozwoju kogeneracji nie jest już taką prostą sprawą. Po pierwsze pojawia się pytanie jaką miarą ma być on mierzony. Może być mierzony wielkością mocy lub energii elektrycznej lub wielkością zapotrzebowania na ciepło (moc lub energia). Po drugie, czy jest to potencjał obejmujący już dzisiaj istniejące jednostki wytwórcze, czy jest to potencjał rozwoju rozumiany jako dodatkowa ilość jaka może być zainstalowana. Dla precyzji, dalej będzie używane pojęcie potencjału całkowitego (obejmujący obecnie istniejącą kogenerację, jak i wielkości możliwego przyrostu kogeneracji) oraz potencjału dodatkowego, czyli taki, który może być dodatkowo zainstalowany.

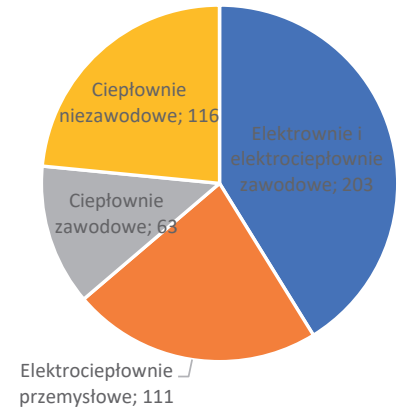
W opinii autora wielkością dobrze opisującą potencjał rozwoju kogeneracji jest wartość zapotrzebowania na ciepło na potrzeby grzewcze, obejmująca pokrywanie potrzeb z ciepłowni i elektrociepłowni przemysłowych (pracujących na potrzeby przemysłowe) i zawodowych (pracujących na potrzeby ogrzewania komunalno-bytowego), jak również z indywidualnych systemów grzewczych. W Polsce brak jest źródła informacji o zapotrzebowaniu na ciepło obejmujące wszystkie wskazane obszary. Powszechnie znane statystyki publikowane przez Agencję Rozwoju Przemysłu obejmują tylko dane z podmiotów posiadających koncesję na wytwarzanie, czy obrót ciepła. W praktyce sprowadza się to tylko do podmiotów o mocach większych niż

5 MW. Podobny obszar monitorowany jest przez URE. Statystyki GUS obejmują tylko obszar mieszkaniowy i to w bardzo ograniczonym zakresie. KOBIZE (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami) posiada dane dotyczące użytkowania i bilansowania paliw bez szczegółowego rozbicia na poszczególne potrzeby. Podsumowując można jednoznacznie stwierdzić, że brak jest jednolitego źródła danych o wielkości całkowitego krajowego zapotrzebowania na ciepło.

Państwa Unii Europejskiej powinny co pięć lat wykonywać tzw. mapę ciepła. Polska przygotowała taki dokument w 2015 r. pt. *Kompleksowa ocena potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce* [1]. Raport ten ma na celu wypełnienie obowiązku nałożonego na państwa członkowskie Unii Europejskiej, o którym mowa w art. 14 ust. 1 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (DEE). W raporcie tym przedstawiono wielkość zapotrzebowania na ciepło na 2020 r. (ekstrapolacja) w wysokości 1 153 PJ. Autor według własnych szacunków, na podstawie publicznie dostępnych danych (statystyki ARE, GUS, URE i KOBIZE), oszacował zapotrzebowanie na ciepło na poziomie 970 PJ. Wartość tę można uznać za potencjał całkowity rozwoju kogeneracji. Z tego istotną część stanowią systemy indywidualne ogrzewania, tj. około 470 PJ. Potencjał techniczny według szacunków własnych autora określił na poziomie 830 PJ. Wielkość różnicy między potencjałem całkowitym, a technicznym stanowią budynki indywidualne nie posiadające centralnego ogrzewania. Dla dalszych rozważań najważniejszy jest jednak potencjał rozwoju kogeneracji w systemach ciepłowniczych i na ce-

le przemysłowe, ponieważ stanowi on główny cel zainteresowania przedsiębiorstw zajmujących się energetyką. W takim przypadku wielkość zapotrzebowania ciepła ogranicza się jedynie do wielkości około 500 PJ.

Bardziej szczegółową analizę tego potencjału można już wykonać wykorzystując Statystykę Ciepłownictwa Polskiego [2]. Na podstawie tych danych za 2018 r. przygotowano wykres przedstawiający strukturę wytwarzania ciepła według źródeł (rys. 1). Wynika z niego, że 179 PJ ciepła, czyli ponad 36% analizowanego potencjału, wytwarzane jest obecnie w ciepłowniach, czyli można założyć, że bez kogeneracji. Natomiast 315 PJ (około 64%) wytwarzane jest w elektrociepłowniach. Podział wytwarzania ciepła w kogeneracji i bez kogeneracji w elektrociepłowniach przedstawiono na rysunku 2. Z przedstawionych wykresów wynika, że 19% w przypadku elektrowni i elektrociepłowni zawodowych oraz 23% w przypadku elektrociepłowni przemysłowych produkowane jest bez kogeneracji. W przypadku elektrowni i elektrociepłowni zawodowych wynika to ze sposobu pokrywania zmiennego w czasie zapotrzebowania na ciepło, tj. w podstawie pracują jednostki kogeneracyjne, a w szczytach zapotrzebowania jednostki niekogeneracyjne. W przypadku elektrociepłowni przemysłowych podział ten może być nieco inny. Taka struktura podziału wytwarzania ciepła uzasadniona jest

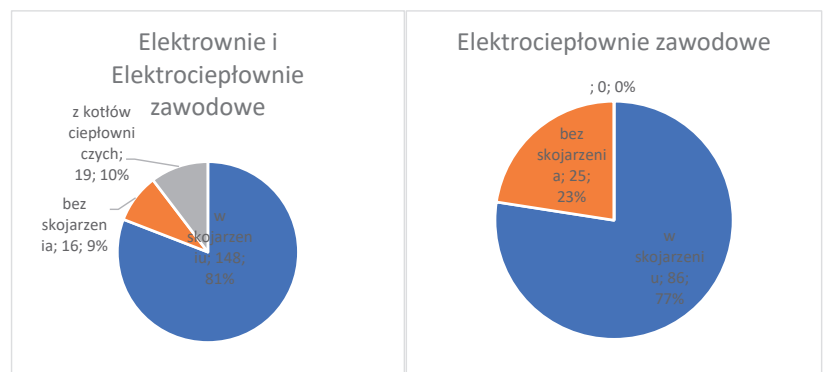


Rys. 1. Struktura produkcji ciepła w PJ według źródeł [2]

ekonomicznie. Upraszczając sprawę, można uznać, że około 20-25% zapotrzebowania na cele ciepłownicze jest to tzw. potencjał ekonomiczny. Oczywiście fakt ten wynika w dużej mierze z tzw. zastanej struktury wytwarzania, która to wynika z decyzji podejmowanych w przeszłości.

Analizując możliwości zwiększenia kogeneracji z elektrociepłowni można stwierdzić, że:

- budowa układów kogeneracyjnych wykorzystujących ciepło obecnie produkowane bez kogeneracji (zapotrzebowanie szczytowe) na pewno nie jest ekonomicznie uzasadniona z powodu bardzo niskiego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej,
- możliwe jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej (przy nie-



Rys. 2. Podział produkcji w elektrociepłowniach na produkcję w kogeneracji i bez kogeneracji [2]

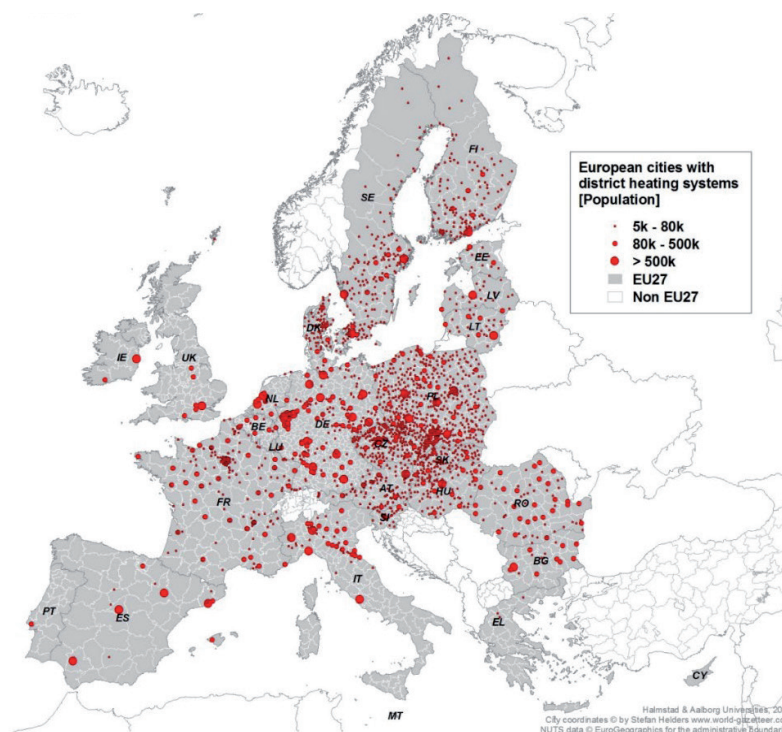
zmienionej ilości produkcji ciepła w kogeneracji) poprzez zamianę technologii kogeneracyjnej z węglowych o typowym stopniu skojarzenia na poziomie 0,5 na kogenerację gazową o typowym stopniu skojarzenia na poziomie 1,0.

Jak wynika z przedstawionych rozważań nie ma istotnych rezerw ciepła produkowanego obecnie w elektrociepłowniach, które mógłby być wykorzystane do rozwoju kogeneracji. Zatem szczególnie istotny, z punktu widzenia rozwoju kogeneracji, jest potencjał jaki stanowi obecna produkcja ciepła w ciepłowniach, tj. około 180 PJ. Jeżeli założyć, że podobnie jak w przypadku elektrociepłowni, jedynie 75% z tego stanowi ekonomicznie uzasadniony potencjał, wielkość produkcji ciepła jaka może być użyta do rozwoju kogeneracji to około 135 PJ. Wielkość energii eklektycznej wyprodukowanej w kogeneracji z użyciem tej wielkości ciepła w układach parowych (kocioł + turbina parowa) daje produkcję energii elektrycznej w wysokości 18 TWh (wskaźnik skojarzenia 0,5), a jeżeli założyć, że zostałyby to wszystko zrealizowane w technologii gazowej, to daje to wielkość produkcji 36 TWh. W przypadku realizacji całego potencjału technologii gazowej dałoby to 20% zapotrzebowania krajowego na energię elektryczną.

## ■ Sieci ciepłownicze

W pierwszej części pracy wskazano, że podstawą rozwoju kogeneracji jest zapotrzebowania na ciepło przez systemy ciepłownicze. W związku z tym, podstawowym czynnikiem jest stabilny ich rozwój. Systemy ciepłownicze to źródło ciepła i system przesyłu oraz dystrybucji ciepła.

W Polsce mamy jedną z większych liczby sieci ciepłowniczych. Znaczna część miast jest wyposażona w miejskie systemy ciepłownicze, co pokazano na rysunku 3. Patrząc od tej strony



Rys. 3. Mapa Europy z zaznaczonymi miastami z systemami ciepłowniczymi [3]

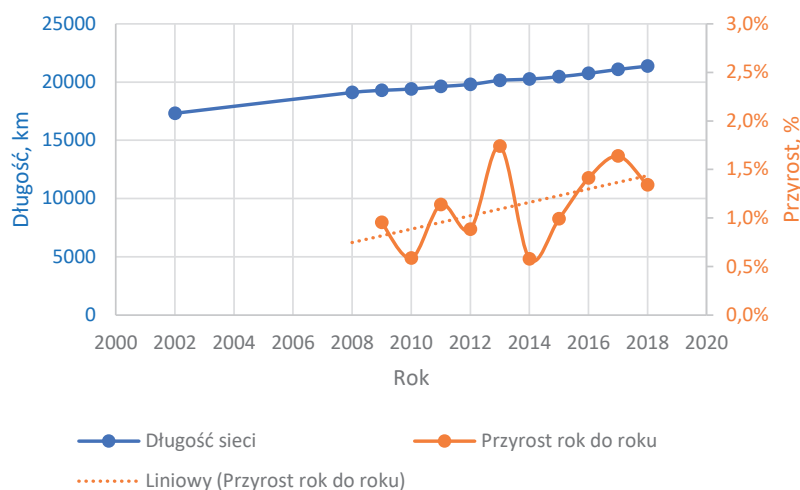
jest to duża szansa dla rozwoju kogeneracji.

Z drugiej strony należy dostrzec szereg zagrożeń dotyczących rozwoju sieci ciepłowniczych. Do najważniejszych z nich należy zaliczyć:

- zwiększanie efektywności energetycznej budynków, co skutkuje ciągłym procesem zmniejszania zapotrzebowania na ciepło,
- konieczność osiągnięcia tzw. statusu systemu efektywnego energetycznie w rozumieniu Dyrektywy o efektywności energetycznej, aby możliwe było pozyskiwanie środków na wsparcie rozwoju systemów ciepłowniczych,
- zasilanie większości systemów ciepłowniczych ze źródeł opalanych węglem, co skutkuje dużym udziałem energii nieodnawialnej,
- ciepłownie systemowe są w systemie UE ETS, a źródła rozproszone są poza systemem UE ETS.

Efektywność energetyczna jest jednym z filarów obecnie prowadzo-

nej polityki przez Komisję Europejską. Aktem prawnym regulującym szereg działań w tym zakresie jest Dyrektywa o efektywności energetycznej [4]. Kładzie się duży nacisk na ciągłą poprawę efektywności energetycznej budynków, co skutkuje i będzie skutkowało ciągłym obniżaniem zapotrzebowania na ciepło. Dodatkowo można stwierdzić, że na pewno będą drożały koszty wytwarzania energii, w tym koszty ciepła. Obecnie tzw. pierwsza fala termomodernizacji dobiega końca. Znaczna część substancji mieszkaniowej jest zmodernizowana. Po zakończeniu pierwszej, lub nawet wcześniej, można spodziewać się drugiej fali termomodernizacji. Zależało to będzie od tego, kiedy i o ile wzrosną koszty dostawy ciepła. To wszystko wpływa na to, że budynki będą stawiały się coraz bardziej efektywne energetycznie, przez co będą zmniejszały zapotrzebowanie na ciepło. To przekłada się na to, że zapotrzebowanie na ciepło przyłączonych odbiorców do sieci będzie



Rys. 4. Zmiana długości sieci w latach ([5] i starsze)

spadało. Aby przynajmniej utrzymać wielkość zapotrzebowania z sieci, musi być prowadzony ciągły rozwój sieci. Miarą, która to może zobrazować jest przyrost długości sieci ciepłowniczej jaki pokazano na wykresie na rysunku 4. Można na nim zaobserwować stały przyrost długości sieci ciepłowniczej na poziomie 1% rocznie. Oczywiście nie jest to miarodajny wskaźnik, ale wskazujący na wysiłek branży w celu utrzymania zapotrzebowania na ciepło.

Dodatkowym elementem mogącym wspomóc rozwój sieci jest system wsparcia systemów ciepłowniczych wprowadzony Ustawą z dnia 16 października 2019 r. o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw ([6,7]). W Prawie Energetycznym nakazano konieczność przyłączenia do sieci ciepłowniczych budynków nowych i zmodernizowanych, oczywiście przy pewnych obostrzeniach. Nie mniej jest to istotny element wspierający rozwój sieci ciepłowniczych.

Patrząc na rozważania dotyczące nieuniknionego spadku zapotrzebowania na ciepło przez obecnie zasilane z sieci budynki widać, że konieczny jest istotny rozwój sieci. Jak każdy rozwój wymaga wsparcia finansowego. Ogólnie sieci ciepłownicze uważane są za efektywny sposób dostarczania ciepła

i zakłada się konieczność wspierania tego typu działań jako efektywnych energetycznie, ale drogich inwestycyjnie. Niestety zgodnie z Dyrektywą o efektywności energetycznej [4] wsparcie może być przyznane jedynie dla systemów efektywnych energetycznie w rozumieniu tej Dyrektywy. Efektywność energetyczną systemy mogą osiągnąć poprzez to, że 75% ciepła będzie dostarczane z kogeneracji lub 50% ze źródeł odnawialnych lub miksu energii odnawialnej i kogeneracji. Patrząc na to widać, że w Polsce tylko niewielka liczba systemów ciepłowniczych (głównie w największych miastach) spełnia ten warunek. Brak efektywności energetycznej systemów jest zagrożeniem dla rozwoju kogeneracji, ponieważ bez możliwości wsparcia nie będzie możliwości rozwoju systemów ciepłowniczych w celu zapewnienia przynajmniej niezmnieszenia się zapotrzebowania na ciepło. Z drugiej strony dużą szansą, ponieważ jedną z najlepszych metod na osiągnięcie statusu efektywnego energetycznie jest budowa nowych instalacji kogeneracyjnych.

Kolejnym trudnym elementem jest Ustawa o charakterystyce energetycznej budynku [8] oraz odpowiednie rozporządzenie dotyczące metodologii wyznaczania charakterystyki ener-

getycznej budynku [9]. Wynika z nich, że tzw. współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla systemów technicznych dla układów posiadających kogenerację wynosi (z węgla kamiennego lub gazu) 0,8, dla ciepłowni opalanych węglem kamiennym 1,3, a opalanych gazem 1,2. Z jednej strony stawia to systemy bez kogeneracji w niekorzystanym świetle, ponieważ ciepło to przestanie być konkurencyjne w momencie, gdy budynki będą musiały osiągnąć odpowiednio niski wskaźnik zużycia energii ze źródeł nieodnawialnych. Z drugiej strony jest dużą szansą na rozwój kogeneracji, ponieważ tylko ona, w przypadku systemów sieciowych, może istotnie pomóc w konkurencyjności tego ciepła.

Dodatkowo elementem utrudniającym rozwój sieci ciepłowniczych są następujące elementy:

- rosnące wymagania odbiorców co do jakości dostawy ciepła,
- rosnące koszty utrzymania sieci ciepłowniczej poprzez coraz droższe koszty dostępu do silnie zurbanizowanych rejonów.

Ciepło z systemów ciepłowniczych jest produktem, jak wiele innych istniejących na rynku. Możliwość konkurencji z innymi produktami (np. systemami rozproszonymi) można uzyskać poprzez zwiększanie jego jakości. Na to składa się rozwój infrastruktury sieciowej, który w ocenie autora obecnie bardzo dobrze się rozwija oraz istotnym elementem powinna być liberalizacja przepisów, w tym przepisów dotyczących taryfowania ciepła.

Dostęp do sieci ciepłowniczej i koszty zajęcia terenu zaczynają być problemem. Z jednej strony koszty istotnie rosną. Problemem są koszty dostępu do sieci podczas awarii. Z drugiej strony, przedsiębiorstwa ciepłownicze rozwijają technologie diagnostyki sieci i przewidywania awarii w celu minimalizacji późniejszych kosztów, w tym zajęcia terenu.



Podsumowując można stwierdzić, że z jednej strony istnieje duży potencjał rozwoju kogeneracji w systemach ciepłowniczych zasilanych obecnie z ciepłowni, a z drugiej strony dużym zagrożeniem jest brak ich efektywności w rozumieniu Dyrektywy o efektywności energetycznej. Głównym i kluczowym elementem w tych działaniach jest możliwość pozyskania zewnętrznych źródeł na wsparcie rozwoju systemów ciepłowniczych, co jest możliwe tylko przy systemach efektywnych energetycznie.

## ■ Źródła ciepła

Analizę systemów ciepłowniczych pod kątem źródeł ciepła należy rozpocząć od analizy struktury paliwowej. Zestawienie danych o strukturze paliwowej wytwarzania ciepła w ciepłowniach oraz elektrociepłowniach przedstawiono w tabeli 1 [9]. Wynika z niej, że aż 85% produkcji ciepła produkowanego w ciepłowniach pochodzi z węgla kamiennego. Oznacza to, że ciepło produkowane jest przeważnie w kotłach typu WR. Liczba kotłów tego typu jest trudna do oszacowania, ale na podstawie dostępnych informacji<sup>1)</sup> można przyjąć na poziomie 280.

Standardy ochrony środowiska zależą od wielkości mocy tzw. emitera. Uznaje się obecnie, że emiter równa się komin. W uproszczeniu można przyjąć, że jest to moc łączna w paliwie podłączonych jednostek do wspólnego komina, przy czym sumowaniu nie podlegają jednostki o mocy mniejszej niż 15 MW. Zgodnie z tą definicją jednostki o mocy większej niż 50 MW podlegają regulacjom Dyrektywy IED [10], tzw. duże jednostki spalania (LCP - *Large Combustion Plants*). Jednostki mniejsze, które nie wchodzą w zakres Dyrektywy IED, a większe niż 1 MW podlegają Dyrektywie MCP [11]. Historycznie to pierwsza rozpoczęła

Wyszczególnienie	Zużycie paliw do produkcji ciepła					
	Ogółem	w kogeneracji	bez kogeneracji	Ogółem	w kogeneracji	bez kogeneracji
	[PJ]			[%]		
Węgiel kamienny i brunatny	318,4	222,6	95,8	72,5	68,0	85,6
Olej opałowy	20,9	20,5	0,3	4,8	6,3	0,3
Gaz ziemny	37,9	28,3	9,5	8,6	8,7	8,5
OZE	36,0	31,8	4,1	8,2	9,7	3,7
Odpady	7,5	7,4	0,0	1,7	2,3	0,0
Pozostałe paliwa	18,8	16,7	2,1	4,3	5,1	1,9
Razem	439,4	327,5	112,0	100,0	100,0	1,0

Tab. 1. Zużycie paliw do produkcji ciepła w 2018 r. na podstawie [9]

funkcjonować Dyrektywa IED (wcześniej pod nazwą IPPC), a obszar mniejszych jednostek nie posiadał regulacji. Od 2018 r. objęto regulacją obszar mniejszych jednostek, czyli Dyrektywa MCP. Jednostki mniejsze nie podlegające Dyrektywie IED są lub będą regulowana poprzez tzw. dyrektywy produktowe, tj. określające standardy na produkt. Widać tu konsekwencję Komisji Europejskiej do obejmowania coraz to większych obszarów działalności energetycznej.

W przypadku Dyrektywy IED przepisy obowiązują od 2016 r. Kotły zasilające systemy ciepłownicze otrzymały możliwość uzyskania derogacji od tych przepisów do 2023 r. Istotną część przedsiębiorstw ciepłowniczych skorzystała z tej możliwości. Obecnie proces dostosowania do nowych standardów emisji jednostek podgajającym derogacjom powinien być na ukończeniu, ponieważ ostatnim dniem, w którym będą obowiązywały łagodniejsze przepisy, jest 31 grudnia 2022. Tzw. duża energetyka już zakończyła proces przystosowania do Dyrektywy IED. W międzyczasie zostały wprowadzone nowe przepisy zaostrażające wymagania, tj. tak zwane konkluzje BAT (ang. *Best Available Techniques*). Konkluzje BAT oprócz zaostrażonych norm emisyjnych obecnie regulowanych w dyrektywie IED, tj. SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i

pyłów, wprowadzają regulacje dla dodatkowych substancji, tj. Hg, HCl, HF, NH<sub>3</sub> (gdy SNCR / SCR). W związku z tym wszystkie duże jednostki spalania (powyżej 50 MW) będą musiały być dostosowane do nowych standardów lub być odstawione. Dotknie to głównie kotły w elektrociepłowniach i większych ciepłowniach.

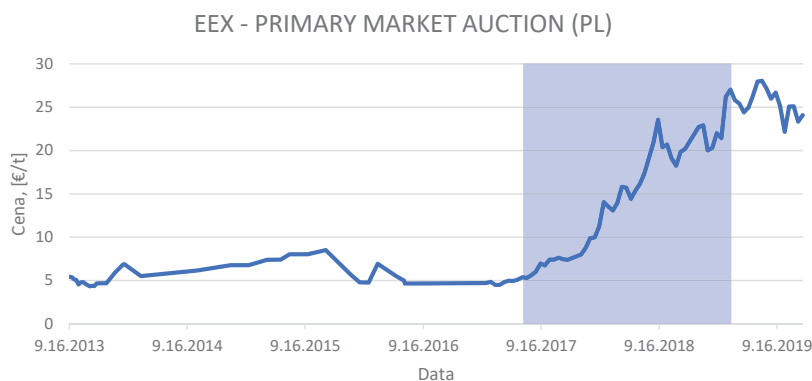
Dyrektywa MCP obowiązuje już od 2018 r. Oznacza to, że obecnie nowe jednostki muszą spełniać standardy tej Dyrektywy. Jednostki istniejące będą musiały spełniać nowe standardy odpowiednio od 2025 r. dla instalacji większych niż 25 MW w paliwie, a reszta jednostek z zakresu mocy 1-25 MW od 2035. Oznacza to, że dla jednostek powyżej 25 MW praktycznie decyzje inwestycyjne o dostosowaniu jednostek lub budowie nowych powinny być już podjęte lub podejmowane w najbliższym czasie. Okres przygotowania finansowania projektu, dokumentacji przetargowej, decyzji formalnych takich jak środowiskowe, czy o pozwoleniu na budowę oraz sama realizacja może trwać łącznie 4-5 lat. Oznacza to, iż w 2020 r. każdy odpowiedzialny wytwórca musi odpowiedzieć na pytanie związane ze strategicznymi kierunkami działania przedsiębiorstwa.

Z rozważań przedstawionych wynika, że praktycznie większość jednostek w ciepłownictwie musi przejść

1) Krzysztof Melka, Doradca Ministra Środowiska, KO-BIZE, IOŚ-PIB Współpraca ekspercka Adam Gajda - Wymogi emisyjne w sektorze energetycznym wynikające z polityki środowiskowej UE, 2017.

istotną modernizacją w związku z koniecznością dostosowania do nowych standardów emisyjnych oraz z dynamicznie zmieniającym się otoczeniem rynkowym. Konieczność wykonania modernizacji zmienia istotnie perspektywę z jakiej może być postrzegana inwestycja w rozwój kogeneracji. Patrząc z perspektywy przedstawionych argumentów oraz presji politycznej na poziomie Unii Europejskiej, jak i krajowym wydaje się, że celowość modernizacji istniejących kotłów wodnych (budowa nowych instalacji oczyszczania spalin) budzi poważne wątpliwości. Wynika to z faktu, że:

- Pozostanie z technologią bez kogeneracji (w szczególności na kotłach opalanych węglem) powoduje brak możliwości uzyskania statusu systemu efektywnego energetycznie w rozumieniu Dyrektywy o efektywności energetycznej, co powoduje brak możliwości pozyskania wsparcia dla rozwoju systemów ciepłowniczych. Jest to praktycznie jednoznaczne ze spadkiem zapotrzebowania na ciepło, co daje zmniejszenie stopnia wykorzystania majątku wytwórczego, a to przekłada się na zwiększenie kosztów jednostkowych wytwarzania ciepła i spadek konkurencyjności ciepła. W konsekwencji dany system ciepłowniczy może przegrać walkę o rynek z mikroinstalacjami (indywidualne kotły gazowe, budynki efektywne energetycznie, pompy ciepła) i będzie postępowała jego trwała degradacja. Brak nowoczesnego majątku, odpowiednich przepływów finansowych doprowadzi do obniżenia zdolności kredytowej i zamknie pętlę braku inwestycji i rozwoju.
- Inwestowanie w instalacje oczyszczania do już silnie wyeksploatowanych jednostek wytwórczych (kotłów wodnych) w technologii sprzed wielu lat cementuje te rozwiązania i koszty wyjścia z tej technologii będą coraz większe. Nie ma



Rys. 5. Ceny CO<sub>2</sub> na uprawnienia do emisji na giełdzie EEX - Primary Market Auction w latach 2016-2019

wątpliwości, że obecny stan prawny nie zakończył ograniczania wielkości emisji zanieczyszczeń. Patrząc w przeszłość i politykę Komisji Europejskiej można spodziewać się kolejnych i nowych ostrzeżeń, szczególnie dotyczących węgla. W związku z tym, z perspektywy raczej krótszej niż dłuższej nie będzie możliwości kontynuowania spalania węgla.

- Ciepło obciążone będzie dużym kosztem emisji CO<sub>2</sub> oraz ryzykiem związanym z tymi kosztami. Ryzyko cenowe związane z kosztami emisji CO<sub>2</sub> wydaje się obecnie być bardzo duże, na co wskazuje nagły wzrost kosztów CO<sub>2</sub> (patrz rys. 5). Sektor zasilania układów w paliwa węglowe będzie szczególnie narażony na ryzyko cen CO<sub>2</sub>, co wydaje się być obecnie najbardziej nieprzewidywalnym czynnikiem ekonomicznym.
- Ciepło z sieci ciepłowniczej zasilanej z ciepłowni wyposażonej w kotły węglowe ma duży wskaźnik energii nieodnawialnej, co w perspektywie może prowadzić do zmniejszenia atrakcyjności takiego ciepła.

Przedstawione powyżej rozważania nie wyczerpują może wszystkich argumentów mówiących o tym, że konieczna jest zmiana z technologii wodnych kotłów węglowych na technologie ko-

generacyjne lub technologie odnawialne. W opinii autora ostateczne decyzje o wyborze technologii muszą być wykonywane z użyciem analiz ekonomicznych, z dobrze przyjętymi założeniami. Jednym z typowych błędów jest przyjmowanie, że cena ciepła nie może wzrosnąć po modernizacji. Wiele systemów ciepłowniczych operuje na cenie ciepła wynikającej z zamortyzowanego majątku, gdzie nie ma kosztów kapitału. Nie ma możliwości funkcjonowania systemów ciepłowniczych bez istotnych inwestycji. Cena ciepła musi więc wzrosnąć, a poszukiwanie optymalnych rozwiązań będzie miało na celu jedynie minimalizację wzrostu przy zachowaniu możliwości rozwoju i pozostania konkurencyjnym. Kluczowym jest uwzględnienie w analizach wszystkich wymienionych w niniejszym artykule czynników. Dopiero tak szeroka analiza ekonomiczna może dać prawidłową odpowiedź, jakie technologie powinny wygrać. Czynniki mogący pomóc, aby cena za ciepło nie wzrosła zbyt dużo mogą być:

- stosowanie elastycznych układów kogeneracyjnych, które dają możliwość pozyskania dodatkowych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i innych usług dla systemu elektroenergetycznego,
- system musi osiągnąć efektywność energetyczną, a poprzez to możliwości pozyskania dodatkowych

źródeł finansowania rozwoju (przynajmniej zapotrzebowania na ciepło), co pozwala na zwiększenie stopnia wykorzystania majątku i obniżenia kosztów jednostkowych,

- wykorzystanie możliwości optymalizacji na etapie projektowania systemu, jak i eksploatacji w celu minimalizacji kosztów inwestycyjnych, a później kosztów eksploatacyjnych,
- wykorzystanie dodatkowych środków na wsparcie na rozwój kogeneracji z obecnie dostępnego mechanizmu wsparcia kogeneracji. To praktycznie wskazuje na inwestowanie w układy oparte na gazie, ponieważ układy opalane węglem są wykluczone na podstawie Ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji [12] z pewnymi wyjątkami.

Mówiąc o szansach i zagrożeniach dla kogeneracji wskazano jako kluczowy fakt, że kogeneracja może zapewnić efektywność systemu ciepłowniczego. Należy jednak pamiętać, że sama kogeneracja musi zapewnić 75% produkcji ciepła, a jeżeli zostanie połączona z energią odnawialną, to jedynie 50% energii łącznie z kogeneracją i odnawialnych źródeł. W związku z tym energia odnawialna może być istotnym elementem wspierającym rozwój kogeneracji.

Kolejnym ważnym elementem pozwalającym zwiększyć szansę uzyskania rentowności przez układy kogeneracyjne jest świadczenie usług systemowych na rzecz systemu elektroenergetycznego. Elastyczne układy kogeneracyjne dodatkowo wyposażone w akumulatory ciepła (obecnie zdecydowanie najtańsza forma akumulacji energii) mogą być istotnym elementem pozwalającym na stabilizację pracy systemu przy rosnącym udziale energii generowanej ze źródeł pogodozależnych. To będzie generowało rosnące różnice w cenach energii elektrycznej, co może być skutecznie wykorzystywane do generowania przychodu w ela-

stycznych układach kogeneracyjnych. Usługi takie w przyszłości powinny być istotnym elementem generującym przychody.

## Wnioski

W artykule wskazano podstawowe szanse i zagrożenia dla kogeneracji. Lista tych czynników powinna być istotnie dłuższa. Jako jedną z ważniejszych „szans” dla rozwoju kogeneracji wskazano to, że obecnie ciepłownictwo polskie musi wykonać istotny wysiłek inwestycyjny wynikający z konieczności do przystosowania się do rosnących wymogów środowiskowych. Jako dużą szansę i jednocześnie zagrożenie wskazano problem efektywności, a tak naprawdę brak efektywności systemów ciepłowniczych w Polsce. Jest to szansą, ponieważ w opinii autora kogeneracja jest jednym z kluczowych elementów do osiągnięcia efektywności energetycznej, a zagrożenie, ponieważ jest konieczny duży wysiłek inwestycyjny, który może okazać się niemożliwy do wykonania ze względów finansowych.

Kolejnym istotnym elementem mogącym wpływać na decyzje podejmowane przez inwestorów jest brak polityki energetycznej (od 2013 r. nie ma uchwalonej polityki energetycznej), a co za tym idzie - spójnej polityki i działań rządu w celu transformacji energetyki do nowych warunków, jakie obecnie stawiane są całemu sektorowi.

Podsumowując można stwierdzić, że na szalach jest wiele szans, ale również i wiele zagrożeń. Powoduje to, że dla tych którzy będą potrafili wykorzystać szanse i zmytygować zagrożenia, mogą to być dobre czasy. Aby było to możliwe konieczne jest dynamiczne poszukiwanie optymalnych rozwiązań. Systemy ciepłownicze, w tym układy kogeneracyjne zasilające je, nie będą już tak proste jak dotychczas. Będą musiały współpracować z innymi systemami i wychodzić poza dotychczasowe schematy działania. □

## Literatura

- [1] *Kompleksowa ocena potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce*. Warszawa: 2015.
- [2] *Joanna Kacprowska, Renata Boczek, Jadwiga Brasse, Ewa Dembiczyk EŻ. Statystyka Ciepłownictwa Polskiego 2018*. Warszawa: 2018.
- [3] *HEAT ROADMAP EUROPE 2050 - SECOND PRE-STUDY FOR THE EU27*. Aalborg: 2013.
- [4] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE*. 2012.
- [5] *Anna Buńczyk PB. Energetyka ciepła w liczbach - 2018*. Warszawa: 2018.
- [6] *Ustawa Prawo Energetyczne, Dz.U. 1997Nr 54poz. 348 (tekst jednolity Dz.U. 2019 poz. 755)*. 1997.
- [7] *USTAWA z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. 2001 Nr 62 poz. 627)*. 2001.
- [8] *USTAWA z dnia 29 sierpnia 2014r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. 2014 poz. 1200)*. 2014.
- [9] *Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U. 2015 poz. 376)*. 2015.
- [10] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)*. 2010.
- [11] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania*. 2015.
- [12] *Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2019 poz. 42)*. 2018.